

Література

1. Мескон М.Х., Альберт М., Хедоури Ф. Основы менеджмента: Пер. с англ. – М.: Дело, 1992. – 702 с.
2. Плоткін Я.Д., Пашенко І.Н. Виробничий менеджмент: Навч. посібник; Збірник вправ. – Львів: ЛДУ “Львівська політехніка”, 1999. – 258 с.

3. Погарский А.А., Чефранов К.А., Шишкин О.П. Оптимизация процессов глубокого бурения. – М.: Недра, 1981. – 296 с.
4. Федоров В.С. Проектирование режимов бурения. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 245 с.

УДК 338.585.1

ВИЗНАЧЕННЯ СТАВОК ДИСКОНТУ НА ЕТАПАХ ПОШУКУ ТА РОЗВІДКИ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

Я. С. Витвицький

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.(03422)

e-mail: public@nung.edu.ua

Рассмотрены вопросы методики определения ставок дисконтирования. Для этой цели предлагается использовать кумулятивный метод. Рассмотрены особенности определения ставок дисконтирования с учетом основных факторов риска на различных этапах и стадиях геологоразведочного процесса на нефть и газ.

The questions of method of determination of rates of discounting are considered in the article. For this purpose it is suggested to use an accrual method. The features of determination of rates of discounting are considered taking into account the basic factors of risk on the different stages and stages of geological survey process on oil and gas.

Процес пошуків та розвідки нафтових родовищ є тривалим, і тому оцінка інвестиційних проектів у цій сфері повинна здійснюватись з врахуванням фактора часу. Врахування фактора часу здійснюється шляхом застосування концепції дисконтування, що є ключовим моментом у сучасній теорії фінансів і, як відомо, базується на врахуванні зміни вартості грошей з плином часу.

Дисконтування – процес визначення теперішньої вартості майбутніх грошових надходжень за допомогою ставок дисконту.

Під ставкою дисконту (*discount rate*) мають на увазі норму доходу, що використовується для перерахунку грошових сум, які підлягають витрачанням або отриманню в майбутньому, у теперішню вартість.

Тому важливою і вкрай актуальною проблемою, яку необхідно вирішувати при аналізі інвестиційних проектів у пошуки і розвідку нафтових і газових родовищ та при оцінці запасів вуглеводнів у надрах є визначення ставки дисконту. Коректний вибір дисконтної ставки не тільки гарантує високу точність, а й забезпечує адекватність проведених розрахунків економічним та природним умовам того середовища, в якому будуть здійснюватись пошуки, розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.

Сучасна фінансово-економічна теорія має достатньо великий обсяг системних знань як щодо пояснення економічного змісту ставки дисконту, так і методики її розрахунків при про-

застосування методу кумулятивної побудови (*build-up approach*), що найбільш широко використовується на практиці.

Математично цей метод можна подати таким чином:

$$d = d_0 + \sum_{i=1}^n d_i,$$

де: d_0 – базова норма доходу;

$\sum_{i=1}^n d_i$ – сумарна премія за ризик.

Вираз є моделлю поведінки типового інвестора при формуванні ним вимог до норми доходу на вкладений капітал. Перш ніж вкласти кошти в будь-який об'єкт інвестор зіставить доходність даної інвестиції з доходністю, на яку він може розраховувати, вклавши свої кошти в альтернативні активи з відомим рівнем ризику. Причому об'єктом порівняння не обов'язково повинен бути безризиковий актив. Будь-який вид активів, доходність і відносний ризик якого відомі, може бути використаний як база для порівняння. Зрозуміло, що доходність більш ризикованої інвестиції повинна перевищувати доходність менш ризикової інвестиції, оскільки саме приріст доходності є компенсацією за відносно більший ступінь ризику.

У західній практиці за базову найчастіше приймається норма доходу так званих “безри-

зикових активів” – довгострокових урядових облігацій з терміном погашення 10 і більше років, оскільки саме цей вид інвестицій вважається найменш ризикованим, тобто теоретично позбавленим дефолту, і рівень їх доходності періодично публікується в засобах масової інформації. У середньому номінальна ставка доходу довгострокових урядових облігацій із терміном погашення 10 років у США, Японії і провідних європейських країнах з поправкою на інфляцію становить близько 6% [12].

В умовах України інвестиції у державні облігації неможна вважати найменш ризиковими у зв'язку з багатьма обставинами і, в першу чергу, нестабільною політичною та економічною ситуацією, постійними змінами законодавства, недостатньою розвиненістю ринкового середовища.

Тому, за базові доцільніше використовувати норми доходу в альтернативні активи, що вибираються за іншим критерієм – активи, які є найбільш *доступними і потребують мінімального менеджменту від інвестора*. Такими активами є депозитні вклади.

З цієї точки зору в умовах України найбільш доцільно як базову використовувати норму доходу короткострокових депозитних вкладів у вільноконвертованій валюті у системних (що мають розгалужену мережу філій) провідних комерційних банках України – “Промінвестбанку”, “Укресімбанку”, “Укрсоцбанку” та інших. Номінальна норма доходу депозитних внесків юридичних осіб у цих банках залежно від умов та розмірів внесків коливається в межах від 6 до 12% річних. За базову слід вибирати середню річну норму доходу, яка кореспондується з величиною інвестицій оцінюваного проекту.

Сумарна премія за ризик розраховується як сума таких складових:

1. Компенсація систематичного ризику. Систематичним називається ризик, характерний для всього ринку капіталів. Цей ризик описує стан невизначеності відносно загальних економічних умов господарської діяльності в країні, що впливає одночасно на всі підприємства.

Оцінити систематичний ризик можна на основі аналізу коливань прибутковості акцій на ринку цінних паперів. В зарубіжній практиці інформацію про ризик країни отримують з International Country Risk Guide, Ibbotson Associates [12]. В Україні це важко зробити через недостатню статистичну базу фондового ринку.

Такий спосіб врахування систематичного ризику можна використовувати в Україні у разі застосування як базових норми доходу іноземних фінансових інструментів.

Якщо за базові використовувати норми доходів короткострокових депозитних вкладів, то слід враховувати ризики їх зміни. На сьогоднішню величину цього ризику можна прийняти на рівні від 2% до 2,5%, що засвідчують осінні події 2004 року в Україні.

2. Компенсація несистематичних, специфічних ризиків. Без сумніву, що вкладення коштів в різні види інвестиційних проектів супроводжуються специфічними ризиками, які повинні бути враховані. Їх визначення і належне обґрунтування є найбільш проблемним при врахуванні ставок дисконту.

Пропонується застосувати підхід, який базується на таких ідеях. Родовища нафти і газу є витворами природи, що залягають у земних надрах, і ризики, пов'язані з їх пошуками та розвідкою, спричинені різним ступенем складності природно-геологічних умов. Здійснюючи геологорозвідувальні роботи на різних етапах та стадіях геологорозвідувального процесу, ми отримуємо інформацію про особливості геологічної будови родовищ, яка зменшує ризики втрати інвестиційних ресурсів, спрямованих на їх пошуки та розвідку. Зрозуміло, що мінімальні ризики будуть для розвіданих родовищ, де є підраховані запаси промислових категорій А, В, С₁. Для таких родовищ ефективність їх розробки формується, як абсолютна рента, яка не залежить від конкретних властивостей родовища і її показники стосуються загалом нафтогазовидобувної галузі і визначаються притаманною їй органічною будовою капіталу, а також диференціальною рентою, яка характеризується відмінностями у природно-геологічних умовах.

Для визначення їх величин був здійснений аналіз рентабельності у нафтовидобувній галузі за тривалий період з використанням даних ЦСУ СРСР та України [7, 8]. Так, середній рівень рентабельності у нафтовидобувній галузі СРСР при розробці величезної кількості нафтових родовищ у найрізноманітніших природно-геологічних умовах за період з 1965 по 1984 рр. становив 16,7%. Для України середнє значення рентабельності для паливної промисловості за період з 1992 по 2000 рр. становило близько 18%. Враховуючи величину систематичного ризику у розмірі 7-9%, можна стверджувати, що величина ризику зумовлена дією рентних факторів у нафтовидобувній галузі, становить близько 9%. З іншого боку, розрахунок стандартного відхилення коливань рентабельності у нафтовидобувній промисловості СРСР за цей же 20-річний період становить 8,6%. Отже, зі значною ймовірністю можна стверджувати, що величина несистематичного ризику при розробці нафтових і газових родовищ становить близько 9%. Описаною підтверджують цю величину дані, опубліковані Фондом державного майна України, про показник фондовіддачі 9% для галузей видобування енергетичних матеріалів [3].

У 2005 році середня норма доходу валютних депозитних вкладів для юридичних осіб в Україні становила близько 9%. Враховуючи величину ризику зміни цієї базової ставки 2,5%, отримаємо нижню мінімальну межу ставки дисконту на етапі розробки нафтових родовищ у розмірі 11,5% (9 + 2,5). Зробивши наступний крок, отримаємо максимальне значення ставки дисконту: 11,5 + 9 = 20,5%. Значення ставок дисконту у цих межах залежать від природно-геоло-

гічних факторів розробки родовища і їх встановлення є предметом окремого дослідження.

Для визначення ставок дисконту в процесі пошуків та розвідки нафтових і газових родовищ пропонується використати дані про успішність проведення нафтогазорозвідувальних робіт, а також основні природно-геологічні фактори, які її зумовлюють.

Так на розвідувальному етапі, який передувє розробці родовищ, успішність нафтогазорозвідувальних робіт у СРСР за тривалий період становила близько 50% [9]. Цю ж цифру підтверджують сучасні дані про середньостатистичну величину 0,5 підтвердження запасів категорії С₂ при їх переведенні у запаси промислових категорій [1], що має місце на розвідувальному етапі. Немає підстав вважати, що в Україні успішність на розвідувальному етапі є іншою. Виходячи з цього, значення ставок дисконту на розвідувальному етапі знаходяться у таких межах: мінімальна – $9 \cdot 1,5 + 2,5 = 16\%$; максимальна – $16 + 9 = 25\%$.

Для визначення ставок дисконту у вказаних межах пропонується такий підхід, що описує стан невизначеності відносно основних факторів, що визначають ризики на розвідувальному етапі:

1. Ступінь збігання структурних побудов за геофізичними даними з результатами буріння. Цей фактор засвідчує якість і достовірність проведених на попередніх етапах геолого-геофізичних досліджень. Якщо збігання добре, ризик розвідувальних робіт мінімальний, при суттєвих розбіжностях – максимальний.

2. Складність геологічної будови родовища. За складністю геологічної будови та фазовим станом вуглеводнів, умовами залягання і мінливістю властивостей продуктивних пластів незалежно від величини запасів родовища виділяють такі поклади або експлуатаційні об'єкти [10]:

прості геологічної будови, що пов'язані з непорушеними або слабопорушеними структурами; їхні продуктивні пласти містять однофазовий флюїд і характеризуються витриманістю товщин і колекторних властивостей у плані і в розрізі (коефіцієнт піскуватості більше 0,7 і коефіцієнт розчленованості менше 2,6);

складної будови, що мають одно- або двофазовий флюїд і характеризуються значною мінливістю товщин і колекторних властивостей продуктивних пластів у плані і в розрізі, літологічними заміщеннями колекторів слабopро-никними породами або наявністю тектонічних порушень (коефіцієнт піскуватості менше 0,7 і коефіцієнт розчленованості більше 2,6);

дуже складної геологічної будови, для яких характерні як наявність багатофазних флюїдів, літологічні заміщення, тектонічні порушення, так і невтриманість товщин і колекторних властивостей продуктивних пластів.

Зрозуміло, що складніша геологічна будова родовища зумовлює більший ступінь ризику на розвідувальному етапі.

3. Просторове співвідношення структурних планів. Взаємне розміщення в плані структурних поверхонь окремих літолого-стратиграфічних підрозділів у розрізі осадових утворень місцями супроводжується значним зміщенням. Це спостерігається не тільки у складчастих областях, а й межах платформ [11, с. 60] і зумовлює результативність розвідувальних робіт.

4. Наявність тектонічних порушень. Якщо родовище ускладнене тектонічними порушеннями або розбите на окремі блоки серією тектонічних порушень, то успішність проведення розвідувальних робіт у таких умовах значно знижується.

5. Фаціальна приналежність. Приналежність відкладів до певних фацій зумовлює їх літогенез і ступінь макро та мікронеоднорідності як по розрізу, так і по площі. Безумовно, що це є важливий фактор ризику нафтогазорозвідувальних робіт.

6. Глибина залягання покладу. Глибина залягання є суттєвим ускладнюючим фактором успішності нафтогазорозвідувальних робіт на всіх етапах та стадіях геологорозвідувального процесу. Очевидно, що із збільшенням глибини ризики зростають.

7. Розміщення покладу на структурі. Якщо поклад розміщений у склепінній частині пастки, то імовірність того, що окремі розвідувальні свердловини виявляться за контуром нафтоносності є мінімальною і навпаки.

8. Тип покладу. Виділяють масивні, пластові та екрановані типи покладів. З точки зору успішності буріння розвідувальних свердловин найбільш прогнозованою є розвідка масивних покладів, а найбільші ризики існують при розвідці неструктурних об'єктів, особливо літологічно і стратиграфічно екранованих, а також комбінованих.

9. Висота покладу. Під питомою висотою покладу V_p розуміють відношення висоти відкритого покладу до загальної товщини продуктивного горизонту. Залежно від величини цього показника розрізняють три типи покладів: значної висоти – $V_p > 2$, середньої висоти – $1 < V_p < 2$, незначної висоти – $1 < V_p$ [11]. Недостатня висота покладів призводить до буріння законтурних свердловин.

Далі необхідно визначити ступінь зміни ставки дисконту залежно від впливу того чи іншого фактора, що називається чутливістю до фактора. Для обґрунтованого визначення величини чутливості пропонується застосувати метод попарних порівнянь [4] з використанням шкали трансформації якісних оцінок переваги одного фактора перед іншим у кількісні оцінки (таблиця 1).

Таблиця 1 — Трансформації якісних оцінок переваги одного фактора перед іншим у кількісні оцінки

Якісна оцінка	Кількісна оцінка, балів
Обидва порівнювані показники збігаються	1

Таблиця 2 — Визначення чутливості факторів для оцінки величини ризиків на розвідувальному етапі

Найменування фактора	1. Ступінь збігання структурних побудов з результатами буріння	2. Складність геологічної будови	3. Просторове співвідношення структурних планів	4. Наявність тектонічних порушень	5. Фаціальна приналежність	6. Глибина залягання покладу	7. Розміщення покладу	8. Висота покладу	9. Тип покладу	Сума рядка	Величина вагомості, част. од.
1. Ступінь збігання структурних побудов з результатами буріння	1	2/1	2/1	2/1	2/1	3/1	3/1	3/1	4/1	22	0,162
2. Складність геологічної будови	1/2	1	2/1	2/1	3/1	3/1	3/1	4/1	4/1	23	0,169
3. Просторове співвідношення структурних планів	1/2	1/2	1	1/1	1/1	2/1	2/1	3/1	3/1	15	0,110
4. Наявність тектонічних порушень	1/2	1/2	1/1	1	1/1	2/1	3/1	3/1	4/1	17	0,125
5. Фаціальна приналежність	1/2	1/3	1/1	1/1	1	2/1	3/1	3/1	4/1	17	0,125
6. Глибина залягання покладу	1/3	1/3	1/2	1/2	1/2	1	2/1	3/1	4/1	15	0,111
7. Розміщення покладу	1/3	1/3	1/2	1/3	1/3	1/2	1	1/1	1/1	9	0,066
8. Висота покладу	1/3	1/4	1/3	1/4	1/4	1/4	1/1	1	1/1	9	0,066
9. Тип покладу	1/4	1/4	1/3	1/4	1/4	1/4	1/1	1/1	1	9	0,066
Загальна сума										136	1

Перший показник дещо перевищує другий	2
Перший показник перевищує другий	3
Перший показник набагато перевищує другий	4

За бальними оцінками даються якісні характеристики кожного фактора. У таблиці 2 представлені результати попарного порівняння факторів для оцінки їх вагомості щодо ризиків, які формують ставку дисконту. Визначивши суми рядків за даною таблицею і загальну суму рядків, розраховується величина вагомості (чутливості) кожного фактора.

Помноживши ці величини на встановлене значення ставки дисконту 9%, отримаємо максимальні величини ризику для кожного з факторів, які заносяться у стовбець 4 таблиці 3. У стовбці 5 наведено також коефіцієнти вагомості для кожного з факторів при їх змінах від максимального до мінімального значень.

Таблиця 3 складена у вигляді, зручному для визначення ставок дисконту. Для цього необхідно у стовбці 2 проставити величину відповідного фактора, а далі помножити значення у стовбцях 4 і 5 і отримані значення записати у

стовбці 6. Шляхом підсумовування значень у стовбці 6 знаходиться величина ставки дисконту. У табл. 3 наведено приклад визначення ставки дисконту на розвідувальному етапі.

Розвідувальному етапу передують стадія пошуків родовищ. Стадія пошуку родовищ завершується одержанням першого промислового припливу нафти чи газу або обґрунтування безперспективності досліджуваного об'єкта. Для визначення ставок дисконту на стадії пошуків нафтових і газових родовищ слід використати дані про успішність нафтогазорозвідувальних робіт на цій стадії. За статистичними даними сучасна величина цього показника становить не більше 30-33% [11]. Інакше кажучи, майже 70% пошукованих площ виводяться із пошуків з негативними результатами. Отже, значення ставок дисконту на пошуковому етапі знаходяться у таких межах:

$$\text{мінімальна} - 9 \times 1,5 \times 1,7 + 2,5 = 22,95\%;$$

$$\text{максимальна} - 22,95 + 9 = 31,95\%.$$

Для визначення ставок дисконту у вказаних межах слід враховувати такі основні фактори, що зумовлюють ризики на пошуковому етапі:

1. Характер розповсюдження перспективних нафтогазоносних комплексів у районі про-

ведення пошукових робіт. Е.А. Багіровим (1969) запропоновано класифікацію нафтогазоносних комплексів, які залежно від характеру поширення скупчень нафти і газу поділяють на регіональні, субрегіональні та зональні [11]. Зрозуміло, що найбільшу успішність пошукових робіт на нафту і газ слід очікувати при регіональ-

Таблиця 3 – Визначення ставки дисконту на розвідувальному етапі

	Величина та приналежність до певної групи	Чутливість фактора, част. од.	Максимальна величина ризику в групі, %	Вагомість в межах групи, част. од.	Загальна величина ризику, %
1. Базова норма доходу на момент оцінки, %					9
2. Ризик на розвідувальному етапі, %	50				
3. Базова норма доходу з врахуванням величини ризику на розвідувальному етапі, %	1,5				13,5
4. Ризик зміни базової норми доходу, %					2,5
5. Ступінь збігання структурних побудов з результатами бурінням					
збігання добре				0	
незначні розбіжності	+	0,162	1,458	0,5	0,729
суттєві розбіжності				1	
6. Складність геологічної будови					
проста				0	
складна	+	0,169	1,521	0,5	0,76
дуже складна				1	
7. Просторове співвідношення структурних планів					
збігання структурних планів на різних глибинах				0	
незначні зміщення структурних планів	+	0,110	0,99	0,5	0,495
значні зміщення структурних планів				1	
8. Наявність тектонічних порушень					
порушення відсутні	+	0,125	1,125	0	0,562
одне тектонічне порушення					
серія тектонічних порушень					
9. Фаціальна приналежність					
відклади сформовані у нормальних морських умовах				0	
відклади сформовані у прибережних морських умовах (лагуні, морські заливи)	+	0,125	1,125	0,5	0,562
відклади сформовані у континентальних умовах				1	
10. Глибина залягання покладу, м					
до 1000				0	
1000-3000				0,2	
3000-4000	+	0,111	0,999	0,5	0,5
4000-5000				0,8	
понад 5000				1	
11. Розміщення покладу					
центральна частина пасток				0	
крайові частини пасток				1	
12. Тип покладу					
масивний	+	0,066	0,594	0	0,297
пластовий				0,5	
екранований				1	
13. Висота покладу, м					
висота покладу значна $V_p > 2$				0	
висота покладу середня $1 < V_p < 2$	+	0,066	0,594	0	0,297
висота покладу незначна $1 < V_p$				1	
14. Сумарна величина ризику, %					20,2
15. Коригування за інфляцію					16,59
16. Коригування за оподаткування (частка прибутку в грошовому потоці), част. од.	1				
17. Коригування за структуру активів					12,44
Ставка дисконту, %					12

ному поширенні нафтогазоносних комплексів у межах цілої нафтогазоносної провінції або більшої її частини. Субрегіональні нафтогазоносні комплекси поширені у межах однієї нафтогазоносної області якої-небудь провінції. Найменшу успішність пошукових робіт слід очікувати, коли нафтогазоносні комплекси мають зональний характер і є продуктивними в межах окремого району.

2. Стратиграфічна приуроченість відкладів щодо перспектив нафтогазоносності. У нафтогазоносних регіонах спостерігається стратиграфічна зональність, різний ступінь приналежності і величин скупчень нафти і газу у певних стратиграфічних комплексах.

3. Наявність колекторів у нафтогазоперспективному комплексі. Колектори нафти і газу – гірські породи, що здатні вміщувати нафту, газ і воду та віддавати їх у процесі розробки. Колектори, як і нафтогазоносні комплекси, можуть мати регіональний, субрегіональний та зональний характер розповсюдження і залежно від нього буде різна успішність пошуків нафти і газу.

4. Екранувальна здатність флюїдоупорів (покришок). Породи-покришки зумовлюють зберігання нафти і газу у надрах і мають різну екранувальну здатність. Їх наявність, характер розповсюдження та екранувальні властивості багато у чому визначають успішність проведення пошукових робіт на нафту і газ на певних об'єктах.

5. Приуроченість до певних гідрогеологічних зон щодо їх характеру та ступеня закритості. Згідно з М.К.Ігнатовичем, у вертикальному розрізі осадових товщ виділяють три гідродинамічні зони: активного водообміну; утрудненої циркуляції; застійного водного режиму. Скупчення нафти і газу переважно приурочені до зон застійного водного режиму, дуже рідко знаходяться у зоні утрудненої циркуляції і майже відсутні в зоні активного водообміну [11]. Найбільш сприятливими щодо нафтогазоносності є ділянки територій з максимальною гідрогеологічною закритістю.

6. Тип пастки. Поклади нафти і газу можуть бути приурочені до пасток різних типів. Результати проведення пошукових робіт у різних геологічних умовах свідчать, що найбільш прогнозованими щодо результативності відкриття родовищ нафти і газу є пошукові роботи на пастках антиклінального типу, більш ризиковими на пастках неантиклінального типу і, найризиковіші – при пошукових роботах на солянокупольних та рифових структурах.

7. Наявність тектонічних порушень. Так само, як і на розвідувальному етапі, якщо пастка ускладнена тектонічними порушеннями або розбита на окремі блоки серією тектонічних порушень, то успішність проведення пошукових робіт у таких умовах значно знижується.

8. Амплітуда пастки. Зв'язок висоти пастки з наявністю та величиною запасів вуглеводнів є високоінформативним показником для прогнозу нафтогазоносності в окремих регіонах.

Далі, застосовуючи описану вище методику попарних порівнянь, визначена чутливість кожного з факторів щодо ризиків на стадії проведення пошукових робіт, а також величини ризиків, які формують ставку дисконту. Результати цих розрахунків та приклад визначення ставки дисконту на стадії пошуків нафтових і газових родовищ наведено в табл. 4 і 5.

Як відомо, стадії пошуків родовищ нафти і газу передують виявлення та підготовки об'єктів до пошукового буріння. Ця частина геологорозвідувального процесу на нафту і газ поділяється на: стадію виявлення локальних об'єктів (структур); стадію підготовки нафтогазоперспективних об'єктів до пошукового буріння. Їх метою є формування фонду нафтогазоперспективних об'єктів. Для визначення ставок дисконту на цих стадіях слід використати дані про успішність підтвердження структур, які готуються до пошукового буріння геолого-геофізичними методами (переважно сейсморозвідка). За статистичними даними величина цього показника становить 80-85% [11]. Інакше кажучи, близько 20% об'єктів, підготовлених геофізичними методами, бурінням не підтверджується. Отже, значення ставок дисконту на стадіях виявлення та підготовки об'єктів до пошукового буріння перебувають у таких межах: мінімальна – $9 \times 1,5 \times 1,7 \times 1,2 + 2,5 = 30,04\%$; максимальна – $30,04 + 9 = 39,04\%$.

Для визначення ставок дисконту у вказаних межах слід враховувати такі основні фактори, що зумовлюють ризики на стадіях виявлення та підготовки об'єктів до пошукового буріння:

1. Наявність опорних горизонтів. Головною умовою якості підготовлених структур до пошукового буріння є наявність опорних горизонтів у розрізі, які характеризуються гладкістю поверхні, акустичною жорсткістю та витриманістю по площі. Залежно від цього виділяють надійні опорні горизонти, умовні опорні горизонти та окремі площадки відбиття пружних хвиль. Відповідно до ступеня надійності опорних горизонтів змінюється підтверджуваність структур пошуковим бурінням.

2. Сейсмогеологічні умови розрізу. Вони залежать від літологічного складу гірських порід, характеру їх залягання, акустичних характеристик і діляться на: прості або сприятливі, ускладнені та складні.

3. Наявність тектонічних порушень. Так само, як і на розвідувальному та пошуковому етапах, якщо у районі проведення робіт наявні тектонічні порушення, то успішність виявлення та підготовки об'єктів до пошукового буріння у таких умовах значно знижується.

4. Просторове розміщення опорних горизонтів. Виділяють такі типи і відповідну підтверджуваність підготовлених структур за просторовим співвідношенням опорних та нафтогазоперспективних горизонтів [11]: структура підготовлена по опорному горизонту, що спіпадає з покрівлею продуктивної товщі; структура підготовлена по одному або кількох опорних горизонтах, що залягають всередині про-

Таблиця 4 — Визначення чутливості факторів для оцінки величини ризиків на стадії пошуку родовищ нафти і газу

Найменування фактора	1. Характер розповсюдження перспективних нафтогазоносних комплексів у районі пошукових робіт	2. Стратиграфічна приуроченість відкладів щодо перспектив нафтогазоносності	3. Приуроченість до певних гідрогеологічних зон	4. Наявність колекторів у нафтогазоперспективному комплексі	5. Екранувальна здатність флюїдоупорів	6. Тип пастки	7. Тектоніка	8. Амплітуда пастки	Сума рядка	Величина чутливості, част. од.
1. Характер розповсюдження перспективних нафтогазоносних комплексів у районі пошукових робіт	1	2/1	2/1	2/1	2/1	3/1	2/1	3/1	17	0,172
2. Стратиграфічна приуроченість відкладів щодо перспектив нафтогазоносності	1/2	1	1/1	1/2	1/2	2/1	1/3	1/2	8	0,081
3. Приуроченість до певних гідрогеологічних зон	1/2	1/1	1	1/1	1/1	2/1	1/2	1/1	9	0,091
4. Наявність колекторів у нафтогазоперспективному комплексі	1/2	2/1	1/1	1	1/2	3/1	1/3	2/1	12	0,121
5. Екранувальна здатність флюїдоупорів	1/2	2/1	1/1	2/1	1	3/1	1/2	3/1	14	0,141
6. Тип пастки	1/3	1/2	1/2	1/3	1/3	1	1/3	1/4	8	0,081
7. Тектоніка	1/2	3/1	2/1	3/1	2/1	3/1	1	4/1	19	0,192
8. Амплітуда пастки	1/3	2/1	1/1	1/2	1/3	4/1	1/4	1	12	0,121
Загальна сума									99	1

дуктивної товщі; структура підготовлена по одному або кількох опорних горизонтах, що знаходяться вище або нижче продуктивної товщі в умовах принципового збереження структурних планів; структура підготовлена по одному або кількох опорних горизонтах, що знаходяться вище або нижче продуктивної товщі за відсутності збігу і невідомого співвідношення структурних планів.

5. Морфологія пастки. Результати проведення геофізичних робіт у різних геологічних умовах свідчать, що найбільш прогнозованими щодо підтверджуваності є роботи на пастках антиклінального типу, більш ризиковими – на пастках неантиклінального типу і найризиковіші – при роботах на солянокупольних та рифових структурах.

6. Амплітуда пастки. Достовірність підготовки структур оцінюється кратністю перевищення амплітуди підняття над можливою похибкою їх підготовки. Виділяють пастки: дуже великої амплітуди >500 м; значної амплітуди 300–500 м; середньої амплітуди 100–300 м; невеликої амплітуди 50–100 м; малої амплітуди < 50 м [11].

7. Розмір пастки. Якість підготовки пастки до пошукового буріння безумовно залежить від її розміру. За розмірами розрізняють такі пастки: величезні > 100 км²; великі 50 – 100 км²; середні 10 – 50 км²; незначні 5 – 10 км²; дрібні < 5 км².

8. Глибина залягання пастки. Як вже відзначалось, глибина залягання завжди є ускладнюючим фактором успішності нафтогазорозвідувальних робіт на всіх етапах та стадіях геологорозвідувального процесу. Очевидно, що із збільшенням глибини ризику щодо виявлення та підготовки об'єктів до пошукового буріння зростають.

9. Геоморфологія рельєфу поверхні спостережень. Поверхневі умови спостережень можуть виявляти значний на результативність підготовки об'єктів до пошукового буріння. Найсприятливішими вважаються умови рівнинної місцевості, найскладнішими – гірські умови.

Застосовуючи описану вище методику парних порівнянь, визначена чутливість кожного з факторів щодо ризиків на стадіях виявлення та підготовки об'єктів до пошукового буріння, а також величини ризиків, які формують

ставку дисконту. Результати цих розрахунків та приклад визначення ставки дисконту на цих стадіях наведено в табл. 6 і 7.

Найменування критерію	Величина та приналежність до певної групи	Чутливість фактора, част. од.	Максимальна величина ризику в групі, %	Вагомість в межах групи, част. од.	Загальна величина ризику, %
1 Базова норма доходу на момент оцінки, %					9
2. Ризик на пошуковому етапі, %	70				
3. Базова норма доходу з врахуванням величини ризику на пошуковому етапі, %	1,5x1,7				22,95
4. Ризик зміни базової норми доходу, %					2,5
5. Характер розповсюдження перспективних нафтогазоносних комплексів у районі пошукових робіт					
регіональне розповсюдження				0	
субрегіональне розповсюдження	+	0,172	1,548	0,5	0,774
зональне розповсюдження				1	
6. Стратиграфічна приуроченість відкладів щодо перспектив нафтогазоносності					
перспективні				0	
неясна перспективність	+	0,081	0,729	0,5	0,364
малоперспективні				1	
7. Приуроченість до певних гідрогеологічних зон					
зона активного водообміну				0	
зона утрудненої циркуляції	+	0,091	0,819	0,5	0,41
зона застійного режиму				1	
8. Наявність колекторів у нафтогазоперспективному комплексі					
регіональне розповсюдження				0	
субрегіональний характер розповсюдження	+	0,121	1,089	0,5	0,544
зональний характер розповсюдження				1	
9. Екранувальна здатність флюїдоупорів					
дуже висока				0	
висока				0,2	
середня	+	0,141	1,269	0,5	0,634
понижена				0,8	
низька				1	
10. Тип пастки					
антиклінальні	+			0	0
неантиклінальні		0,081	0,729	0,5	
солянокупольні структури				0,8	
рифові структури				1	
11. Тектоніка					
порушення відсутні				0	
одне тектонічне порушення	+	0,192	1,728	0,5	
серія тектонічних порушень				1	
12. Амплітуда пастки					
дуже велика амплітуда > 500 м				0	
значна амплітуда 300 – 500 м				0,2	
середня амплітуда 100 – 300 м	+	0,121	1,089	0,5	0,544
невелика амплітуда 50 – 100 м				0,8	
мала амплітуда < 50 м				1	
13. Сумарна величина ризику, %					28,72
14. Коригування за інфляцію					24,85
15. Коригування за оподаткування (частка прибутку в грошовому потоці), част. од.	1				18,64
16. Коригування за структуру активів					
Ставка дисконту, %					19

Таблиця 6 — Визначення чутливості факторів для оцінки величини ризиків
на стадіях виявлення та підготовки структур до пошукового буріння

Найменування фактора	1. Наявність сейсмічних і геоелектричних опорних горизонтів	2. Сейсмогеологічні умови розрізу	3. Наявність тектонічних порушень	4. Просторове розміщення опорних горизонтів	5. Морфологія пастки	6. Амплітуда пастки	7. Розмір пастки	8. Глибина залягання пастки	9. Геоморфологія рельєфу на поверхні спостереження	Сума рядка	Величина вагомості, част. од.
1. Наявність сейсмічних і геоелектричних опорних горизонтів	1	2/1	2/1	3/1	3/1	3/1	3/1	3/1	4/1	21	0,163
2. Сейсмогеологічні і геоелектричні умови розрізу	1/2	1	1/2	1/1	2/1	3/1	3/1	2/1	3/1	17	0,132
3. Наявність тектонічних порушень	1/2	2/1	1	2/1	3/1	3/1	2/1	2/1	3/1	19	0,147
4. Просторове розміщення опорних горизонтів	1/2	1/1	1/2	1	1/1	2/1	1/1	1/2	3/1	12	0,093
5. Морфологія пастки	1/3	1/2	1/3	1/1	1	2/1	1/1	1/2	3/1	12	0,093
6. Амплітуда пастки	1/3	1/3	1/3	1/2	1/2	1	1/2	1/3	2/1	10	0,078
7. Розмір пастки	1/3	1/3	1/2	1/1	1/1	2/1	1	1/2	3/1	12	0,093
8. Глибина залягання пастки	1/3	1/2	1/2	2/1	2/1	3/1	2/1	1	4/1	17	0,131
9. Геоморфологія рельєфу на поверхні спостереження	1/4	1/3	1/3	1/3	1/3	1/2	1/3	1/4	1	9	0,070
Загальна сума										129	1

Таблиця 7 — Визначення величин ризиків на стадіях виявлення та підготовки структур
до пошукового буріння

Найменування критерію	Величина та належність до певної групи	Чутливість фактора, част. од.	Максимальна величина ризику в групі, %	Вагомість в межах групи, част. од.	Загальна величина ризику, %
1	2	3	4	5	6
1 Базова норма доходу на момент оцінки, %					9
2. Ризик на стадії виявлення та підготовки структур, %	20				
3. Базова норма доходу з врахуванням величини ризику на стадії виявлення та підготовки структур, %	1,5x1, 7x1,2				27,54
4. Ризик зміни базової норми доходу, %					2,5
5. Наявність сейсмічних опорних горизонтів					
є надійні опорні горизонти				0	
є умовні опорні горизонти	+	0,163	1,467	0,5	0,733
наявні окремі площадки відбиття				1	
6. Сейсмогеологічні умови розрізу					
прості				0	
ускладені	+	0,132	1,188	0,5	0,594
складні				1	
7. Наявність тектонічних порушень					
порушення відсутні				0	
одне тектонічне порушення	+	0,147	1,323	0,5	0,661
серія тектонічних порушень				1	

Продовження таблиці 7

Найменування критерію	Величина та приналежність до певної групи	Чутливість фактора, част. од.	Максимальна величина ризику в групі, %	Вагомість в межах групи, част. од.	Загальна величина ризику, %
1	2	3	4	5	6
8. Просторове розміщення опорних горизонтів					
структура підготовлена по опорному горизонту, що співпадає з покрівлею продуктивної товщі				0	
структура підготовлена по одному або кількох опорних горизонтах, що залягають всередині продуктивної товщі	+	0,093	0,837	0,2	0,167
структура підготовлена по одному або кількох опорних горизонтах, що знаходяться вище або нижче продуктивної товщі в умовах принципового збереження структурних планів				0,5	
структура підготовлена по одному або кількох опорних горизонтах, що знаходяться вище або нижче продуктивної товщі за відсутності збігу і невідомого співвідношення структурних планів				1	
9. Морфологія пастки					
антиклінальні	+			0	0
неантиклінальні		0,093	0,837	0,2	
солянокупольні структури				0,5	
рифові структури				1	
10. Амплітуда пастки					
дуже велика амплітуда > 500 м				0	
значна амплітуда 300 – 500 м				0,2	
середня амплітуда 100 – 300 м	+	0,078	0,702	0,5	0,351
невелика амплітуда 50 – 100 м				0,8	
мала амплітуда < 50 м				1	
11. Розмір пастки, км ²					
величезні > 100				0	
великі 50 – 100				0,2	
середні 10 – 50	+	0,093	0,837	0,5	0,418
незначні 5 – 10				0,8	
дрібні < 5				1	
12. Глибина залягання пастки, м					
до 1000				0	
1000-3000				0,2	
3000-4000	+	0,131	1,179	0,5	0,589
4000-5000				0,8	
понад 5000				1	
13. Геоморфологія рельєфу поверхні спостережень					
рівнинний				0	
слабогорбистий	+	0,070	0,63	0,5	0,315
різкопересічений				1	
14. Сумарна величина ризику, %			9		33,87
15. Коригування за інфляцію					29,84
16. Коригування за оподаткування (частка прибутку в грошовому потоці), част. од.	1				22,38
17. Коригування за структуру активів					
Ставка дисконту, %					22

При визначенні ставок дисконту слід враховувати й інші важливі обставини. Так, грошовий потік може визначатися по-різному як з, так і без врахування таких чинників, як інфляція, податок на прибуток, відсотки за кредит та ін. Головною вимогою є чітка відповідність між вибраним грошовим потоком і ставкою дисконтування.

Якщо грошовий потік розраховується в поточних цінах, то і ставка дисконту повинна братися реальною, тобто очищеною від інфляційної складової, що можна здійснити за формулою [5]

$$d_p = \frac{1 + d_n}{1 + i} - 1,$$

де: d_p – реальна ставка дисконту; d_n – номінальна ставка дисконту; i – темп інфляції.

Якщо при формуванні річного грошового потоку використовувався прибуток після оподаткування, то даний фактор повинен бути врахований при визначенні ставки дисконту, тобто здійснене відповідне коригування в частині, яка враховує частку чистого прибутку в грошовому потоці за формулою

$$d = d_p (1 - \gamma \cdot \text{ПП}),$$

де: ПП – ставка податку на прибуток, у частках одиниці;

γ – частка чистого прибутку у грошовому потоці, у частках одиниці.

При залученні до реалізації проектів геологорозвідувальних робіт позикових коштів слід застосовувати модель середньозваженої вартості капіталу ($WACC$). Ця модель ґрунтується на тому, що для приведення грошових потоків, визначених з точки зору всього інвестованого капіталу у теперішню вартість, необхідно використовувати ставку дисконту, рівну сумі зважених ставок віддачі на власний капітал та позикові засоби, де у якості ваг виступають частки власних та позикових засобів у загальному обсязі інвестованого капіталу [12].

У формалізованому вигляді ця модель може бути представлена як

$$d = i_n \times \gamma_n + d_e \times \gamma_e,$$

де: i_n – норма доходу на позиковий капітал;

γ_n – частка позикового капіталу в загальній сумі активів;

d_e – норма доходу на власний капітал;

γ_e – частка власного капіталу в загальній сумі активів.

Норма доходу на власний капітал визначається за описаним вище методом кумулятивної побудови.

На завершення слід зазначити, що для визначення чутливості щодо факторів ризику, що формують ставку дисконту, можливе застосування й інших, більш досконалих математичних та експертних процедур і методів.

Література

1. Батурин Ю.Е. Методика дифференциации налогообложения на добычу углеводородов (нефти) // Нефтяная и газовая промышленность. – 2005. – № 2. – С. 24-26.
2. Валдайцев С.В. Оценка бизнеса: Учебник. – М.: ТК Велби, Изд-во Проспект, 2003. – 352 с.
3. Державний інформаційний бюлетень про приватизацію. – 2004. – № 4. – С. 51.
4. Оберемчук В.Ф. Стратегія підприємства: Короткий курс лекцій. – К.: МАУП, 2000. – 126 с.
5. Огаджанян А., Тарасенко Т. О номинальной и реальной процентной ставке и учете инфляции в «безрисковой» ставке // УТО Вісник оценок. – К., 2003. – № 3. – С. 14-16.
6. Оценка имущества и имущественных прав в Украине: Монография / Лебедь Н.П., Мендрул А.Г., Ларцев В.С., Скрынько С.Л., Жиленко Н.В., Драпиковский А.И., Иванова И.Б. / Под ред. Н.П. Лебедь / Изд. второе, перераб. и доп. – К.: ООО «Информационно-издательская фирма «Принт-Экспресс», 2003. – 715 с.
7. Народное хозяйство СССР в 1984 г.: Стат. ежегодник / ЦСУ СССР. – М.: Финансы статистика, 1985. – 631 с.
8. Статистичний щорічник України за 2000 рік. – К.: Техніка, 2001 – 598 с.
9. Лейбсон М.Г., Мухин В.В. Эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ. – М.: Недра, 1984. – 160 с.
10. Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок нафти і газу. – К.: Державна комісія України по запасах корисних копалин при Державному комітеті України по геології і використанню надр, 1998. – 45 с.
11. Маєвський Б.Й., Лозинський О.Е., Гладун В.В., Чепіль П.М. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ: Підручник. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.
12. Эванс Франк Ч., Бишоп Давид М. Оценка компаний при слияниях и поглощениях: Создание стоимости в частных компаниях / Пер. с англ. – М.: Альпина Паблишер, 2004. – 332 с.